

## **ВЫБОР ПРЕДПОЧТИТЕЛЬНОЙ ФЕНОМЕНОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ДЛЯ АНАЛИЗА ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА НА ОТДЕЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ**

**Валерий Константинович Семенычев**<sup>1</sup>, доктор технических наук, доктор эконом. наук

**Евгений Игоревич Куркин**<sup>1,2</sup>, канд. техн. наук, наук,

**Евгений Валериевич Семенычев**<sup>3</sup>, канд. эконом. наук,

**Владислава Олеговна Садыкова**<sup>2</sup>

<sup>1</sup> МБОУ ВО «Самарская академия государственного и муниципального управления»,

<sup>2</sup> Самарский государственный аэрокосмический университет имени академика С.П. Королева

(национальный исследовательский университет) (СГАУ)

<sup>3</sup> Крымский федеральный университет имени В.И. Вернадского

Тел. (846) 205-73-03, E-Mail: 505tot@mail.ru

**Аннотация.** Проведены исследования наиболее распространенных феноменологических моделей динамики добычи нефти и газа – Хабберта, Коши, Гаусса, Хаммонда-Маккея и логнормального распределения на отдельных месторождениях. Показана возможность учета асимметрии динамики добычи с помощью логистических функций Верхулста, Ричардса, Рамсея, Гомпертца и Гомпертца с правой асимметрией. Представлены критерии выбора моделей лучшего анализа (точности моделирования и прогнозирования) добычи. Определены доли лучших моделей для анализа добычи нефти 140 месторождений ОАО НК Роснефть, 90 нефтяных месторождений и 90 газовых месторождений штата Техас. Показано, что для анализа динамики добычи отдельных месторождений (микроуровня агрегирования показателей), лучшими оказались модель тренда Коши с функцией асимметрии Ричардса. Соответствие результатов, полученное для географически удаленных месторождений России и США на большом объеме данных, позволяют рекомендовать полученные результаты для анализа добычи других нефтегазовых месторождений, после прохождения пика добычи.

**Ключевые слова:** добыча, нефть, газ, феноменологическая модель, критерий.

### **1. Введение. Феноменологические модели добычи нефти**

Известные фильтрационные модели добычи нефти и газа зачастую неприменимы для описания динамики вследствие существенных различий в геологических данных для отдельных месторождений (микроуровень) и, тем более, региона (мезоуровень), страны или группы стран (макроуровень) [1]. Целесообразно использовать колоколообразные феноменологические модели тренда  $T(t)$ , основанные на статистическом анализе данных

добычи [2, 3]. Моделями обычно служат следующие: Хабберта [4]

$$T(t) = \frac{T_{\max} \cdot 2}{1 + \cosh\left(\sqrt{2}(t-t_0) \cdot \sigma^{-1}\right)}, \quad \text{Коши} \quad [5] \quad T(t) = \frac{T_{\max} \cdot 2\sigma^2}{(t-t_0)^2 + 2\sigma^2}, \quad \text{Гаусса} \quad [2]$$

$$T(t) = T_{\max} e^{-(t-t_0)^2/2\sigma^2}, \quad \text{логнормального распределения} \quad [6] \quad T(t) = T_{\max} \frac{t_0}{t} e^{-\frac{1}{2} \frac{\ln \frac{t}{t_0} \cdot \left(t_0^2 \ln \frac{t}{t_0} - 2\sigma^2\right)}{\sigma^2}},$$

$$\text{модель Хаммонда-Маккея} \quad [7] \quad T(t) = T_{\max} \left(e \cdot t_0^{-1}\right)^{t_0^2 \sigma^{-2}} \cdot t_0^2 \sigma^{-2} e^{-t_0 \sigma^{-2} \cdot t}.$$

Наиболее известной для описания добычи в регионах, странах и группах стран считают обычно тренд Хабберта, с которой часто сравнивают другие модели: например, Коши на мезоуровнях показателей добычи нефти [5], Гаусса добычи нефти в США и в мире [8], в Китае [9]. Указанные модели, являются симметричными по отношению к абсциссе  $t_0$ , соответствующей максимуму  $T_{\max}$  тренда, а модели Хаммонда-Маккея и логнормального распределения, несимметричны, но они имеют различие в наклонах кривой добычи. Асимметричность моделей добычи фиксировалась во многих случаях, причем, как правило, длительность этапа спада добычи оказывается дольше длительности этапа роста [10]. Например, мультициклы из сумм моделей Хабберта и Хаммонда-Маккея дали разные результаты для мирового производства нефти [11]. Для прогноза добычи нефти в Китае большую точность обеспечили модели Хаммонда-Маккея и логнормального распределения [12]. Добыча газа в британском секторе Северного моря лучше описана с помощью модели Хаммонда-Маккея [13].

Простейшую асимметрию моделей можно обеспечить заданием кусочно-постоянных линейных или экспоненциальных функций с разными показателями [14]. Существенный недостаток такого задания - наличие только одной точки смены моделей (соответствующей пику добычи), что требует анализа значительных выборок после ее прохождения.

Нелинейному характеру реальных трендов добычи в большей мере соответствующую колоколообразные модели, позволяя сократить и объемы выборок, и увеличить точность анализа если в модели Хабберта «сконструировать» асимметрию путем замены постоянного параметра  $\sigma$ , определяющего наклоны кривой роста и падения добычи, *функцией*, изменяющейся по закону логистической функции Верхулста от уровня  $\sigma_1$  на этапе роста тренда добычи до значения  $\sigma_2$  на этапе падения тренда добычи:

$$\sigma = \sigma_1 + (\sigma_2 - \sigma_1) \cdot \left[ 1 + e^{-\frac{t-t_0}{\sigma_r}} \right]^{-1} \quad [10]. \quad \text{Для более «тонкой настройки» на реальные данные}$$

добычи оправдано рассмотрение *всех* применяемых на практике колоколообразных моделей, изменение  $\sigma$  и по другим логистическим законам: Рамсея

$$\sigma = \sigma_1 + (\sigma_2 - \sigma_1) \left( 1 + \left[ 1 + \frac{t-t_0}{\sigma_T} \right] e^{-\frac{t-t_0}{\sigma_T}} \right), \text{ Гомперца } \sigma = \sigma_1 + (\sigma_2 - \sigma_1) e^{-0.7e^{-\frac{t-t_0}{\sigma_T}}}, \text{ Гомперца с}$$

правой асимметрией:  $\sigma = \sigma_2 + (\sigma_1 - \sigma_2) e^{-0.7e^{-\frac{t-t_0}{\sigma_T}}}$ , [15, 16] и Ричардса:

$$\sigma = \sigma_1 + (\sigma_2 - \sigma_1) \cdot \left[ 1 + e^{-\frac{t-t_0}{\sigma_T}} \right]^{-1/\sigma_{T1}}, \text{ в которую введен дополнительный параметр } \sigma_T,$$

определяющий длительность перехода от  $\sigma_1$  до  $\sigma_2$  (т.е. скорость изменения параметра  $\sigma$ ) [17].

Идентификация на выборках реальных данных сочетаний моделей трендов и функций асимметрии с помощью генетического алгоритма показали возможность высокой точности моделирования и прогнозирования в регионах, в отдельных странах и в группах стран при учете их асимметрии [15, 17]. Целью представленных в статье исследований, также с помощью генетического алгоритма, является поиск рекомендаций по лучшим феноменологическим моделям для отдельных месторождений, имеющих большой разброс видов и параметров моделей динамики (т.е. большую волатильность) траекторий добычи. Для этого выполнены сравнения точности анализа (с оценкой их частоты и устойчивости) на географически отдаленных нефтегазовых месторождениях нефти России и США.

## 2. Критерии выбора наилучшей модели

Точность моделирования и прогноза оценим, как обычно, коэффициентом детерминации и коэффициентом Тейла, соответственно [18]:

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{k=1}^N (Y_k^{data} - Y_k)^2}{\sum_{k=1}^N \left( Y_k^{data} - \frac{1}{N} \sum_{r=1}^N Y_k^{data} \right)^2}, U_1 = \sqrt{\frac{\sum_{k=n+1}^{n+l} (Y_k^{data} - Y_k)^2}{\sum_{k=n+1}^{n+l} (Y_k^{data})^2 + \sum_{k=n+1}^{n+l} Y_k^2}} \cdot 100\% ,$$

где  $Y_k$  - моделируемые значения траектории,  $Y_k^{data}$  - наблюдаемые значения временного ряда,  $N$  – объем рабочей части выборки,  $l$  - объем контрольной части выборки с учетом исследуемого горизонта прогноза.

Для сравнения результатов, соответствующих различным горизонтам прогнозирования, используем скалярный критерий, например, [19]:

$$(\bar{U}_1)_{k,j} = 0.3(U_1)_{1,j}^k + 0.2(U_1)_{2,j}^k + 0.1(U_1)_{3,j}^k + \\ + 0.1(U_1)_{5,j}^k + 0.1(U_1)_{7,j}^k + 0.1(U_1)_{10,j}^k + 0.1(U_1)_{end,j}^k,$$

где  $k$  – индекс, обозначающий номер наблюдения границы «моделирования/прогнозирования», которому соответствует таблица  $(U_1)_{i,j}^k$ , первый индекс которой  $i$  соответствует горизонту прогноза (в годах), а второй  $j$  – номеру модели тренда. Индекс “end” обозначает последнюю строку таблицы.

Коэффициенты в предложенной формуле критерия могут быть различны для разных приложений и могут корректировать итоговые выводы. Здесь их назначали, исходя из следующих соображений

-для сохранения уровня ошибки прогноза сумма коэффициентов равна единице;

-краткосрочное прогнозирование (на 3 года или менее) рассматривается как наиболее важное для приложений, поэтому сумма первых трех весовых коэффициентов составляет (60%). Принят во внимание и среднесрочный (5-7 лет) и долгосрочный (10 или более лет) прогнозы. Среднесрочный прогноз оценен суммой  $0.1(U_1)_{5,j}^k + 0.1(U_1)_{7,j}^k$ , а долгосрочный  $0.1(U_1)_{10,j}^k + 0.1(U_1)_{end,j}^k$ .

Для выбора наилучшей модели может быть оправдан комплексный критерий, учитывающий как точность аппроксимации текущих данных, так и точность построения

прогноза, например, так:  $K_j = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N \left[ R_{k,j}^2 - \frac{1}{100\%} \bar{U}_{1k,j} \right]$ . В нем объединены оба критерия

точности, они усреднены по времени для всех моментов моделирования  $k$  и обобщающий критерий, представленный в работе [20].

Для каждого месторождения в качестве лучшей выберем модель  $j$ , для которой критерий  $K_j$  максимален:  $K_{\max} = \max_j K_j$ . Устойчивость выбора наилучшей модели определим с помощью оценки доли моделей, имеющих близких к максимальному значению критерия  $K_j$ , т.е. удовлетворяющих неравенству

$$K_j \geq \delta \cdot K_{\max},$$

где  $\delta$  - допустимый уровень близости модели к лучшей.

При  $\delta=1$  будет выбрана только модель с  $K_j = K_{\max}$ . Для рассматриваемых примеров анализа моделей будем оценивать устойчивость принятия тех или иных решений по лучшим моделям при уровнях  $\delta = 0,9; 0,95; 0,99$  и  $1$ .

Для выбора лучшей модели тренда и функции асимметрии проведем статистическую обработку каждого вида исследуемых данных (месторождений ОАО НК Роснефть, месторождений добычи газа и добычи нефти в Техасе). Просуммируем количество месторождений, для которых каждая модель тренда или асимметрии может использоваться, с учетом предложенного уровня  $\delta$ , и отнесем это количество к общему числу месторождений в выборке:

$$D_j(\delta) = \frac{M_j(\delta)}{M} \cdot 100\%,$$

где  $M_j$  – число месторождений, для которых применима функция  $j$ ,  $M$  – общее число месторождений данного вида.

### 3. Примеры моделирования и прогнозирования добычи на месторождениях нефти и газа

Для выбора лучшей модели анализа добычи нефти рассмотрены данные 140 месторождений ОАО «НК Роснефть» (примеры моделирования добычи на этих месторождениях демонстрирует рисунок 1). В 74% случаев модель тренда Коши оказалась лучшей, а функция асимметрии Ричардса была лучшей в 49% случаев (рис. 2).

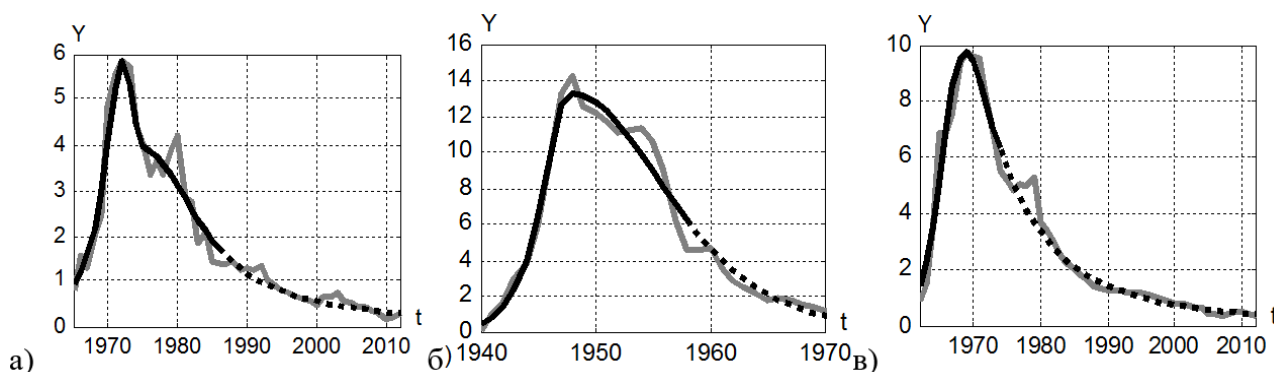


Рис. 1. Добыча нефти на месторождениях ОАО НК Роснефть

(тыс. баррелей в день), а) Месторождение 903, б) Месторождение 567, в) Месторождение 37

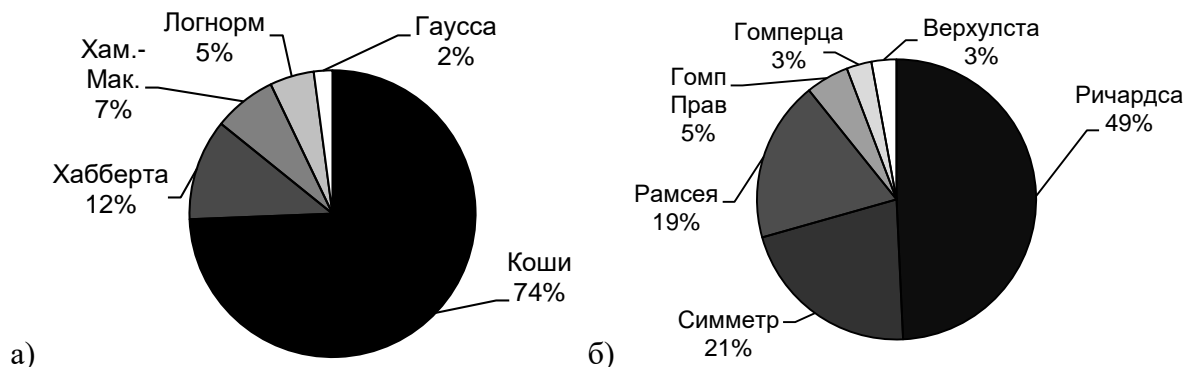


Рис. 2 - Доли лучших моделей тренда (а), и функций асимметрии (б) при описании добычи нефти на месторождениях ОАО НК Роснефть

Учет функций, не только обладающих максимальным критерием качества, но и функций, чей критерий качества превышает 0,9 от максимального (рис. 3) расширяет область применения моделей. При этом модель Коши оказывается подходящей уже для 91% случаев, а функция асимметрии Ричардса подходит для 86% случаев, что позволяет уверенно рекомендовать их для описания добычи нефти в России после прохождения пика добычи.

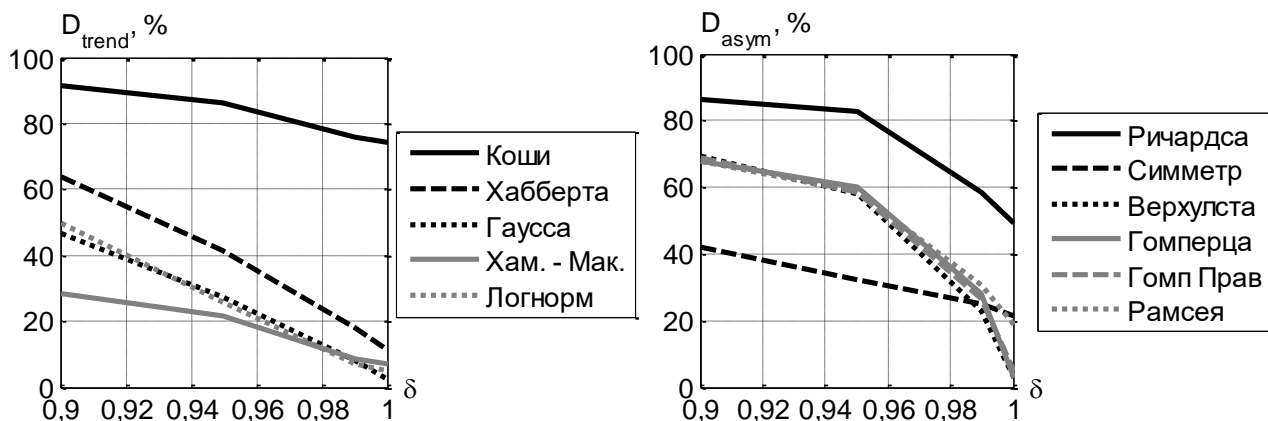


Рис. 3. Зависимость долей наилучших моделей при описании добычи нефти на месторождениях ОАО НК Роснефть от уровня  $\delta$

Выводы, сделанные для месторождений России, сравним с описанием истории добычи нефти на 90 месторождениях штата Техас (США) (рис. 4).

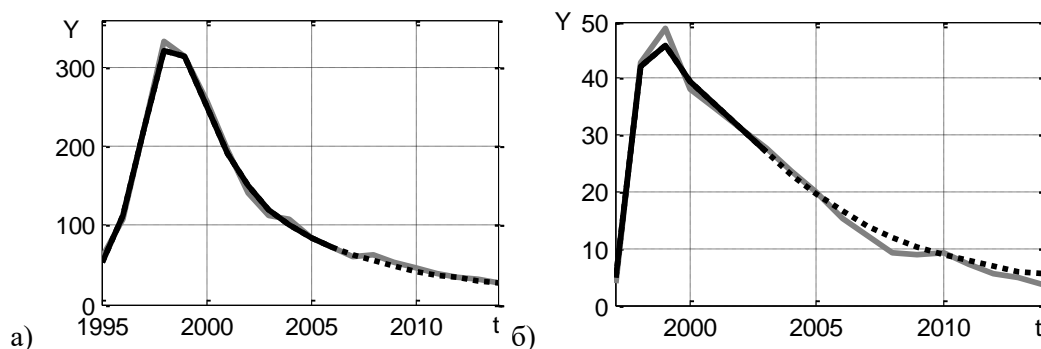


Рис. 4 - Производство нефти на месторождениях штата Техас (баррелей в день)

а) Haskell tom darling, б) Grayson September

Для описания добычи нефти на месторождениях штата Техас в 79% случаев, модель Коши оказалась лучшей, а функция асимметрии Ричардса была лучшей в 72% случаев (рис. 5). С учетом функций, критерий качества которых превышает 0,9 от максимального (рис. 6), модель Коши оказалась подходящей уже для 93% случаев, а функция асимметрии Ричардса – лучшей для 96%.

Полученные результаты подтверждают выводы, полученные для месторождений ОАО НК Роснефть и показывают, что для добычи нефти на отдельном месторождении в США лучшей является модель Коши и асимметрия Ричардса.

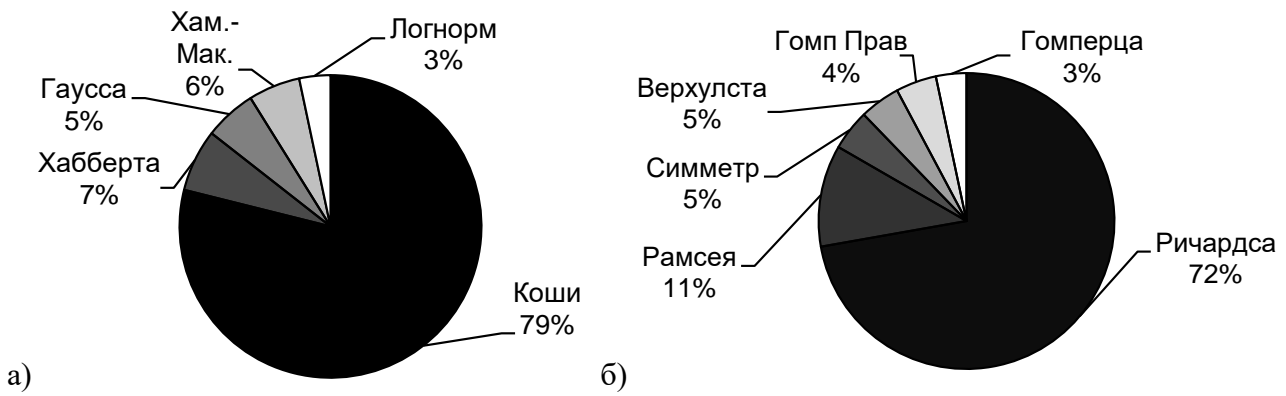


Рис. 5 - Доли лучшей модели тренда (а) и функций асимметрии (б) для нефтедобычи на месторождениях штата Техас

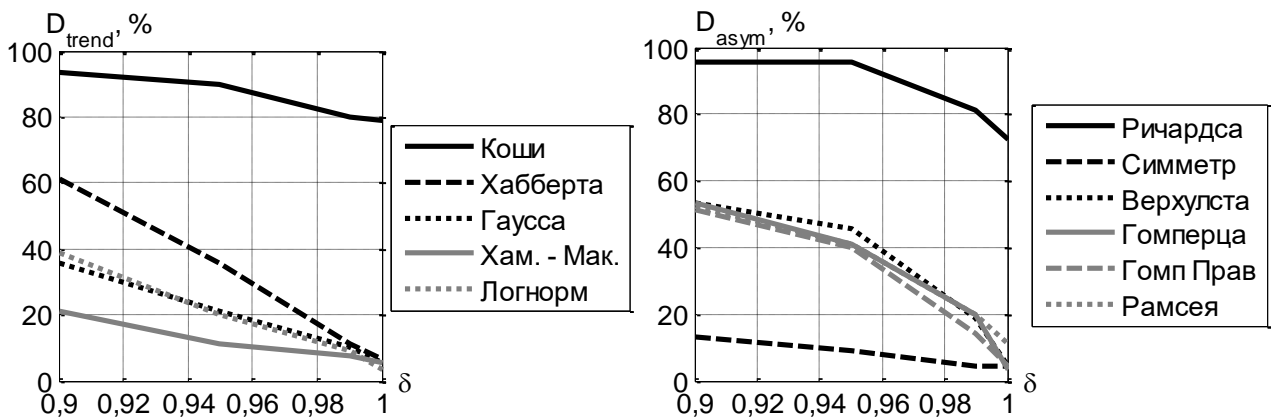


Рис. 6 – Зависимость долей наилучших моделей при описании добычи нефти на месторождениях штата Техас от уровня  $\delta$

Для выбора лучшей модели для описания добычи газа на отдельных месторождениях проведем описание добычи на 90 месторождениях штата Техас. Примеры моделирования добычи на этих месторождениях представлены на рис. 7.

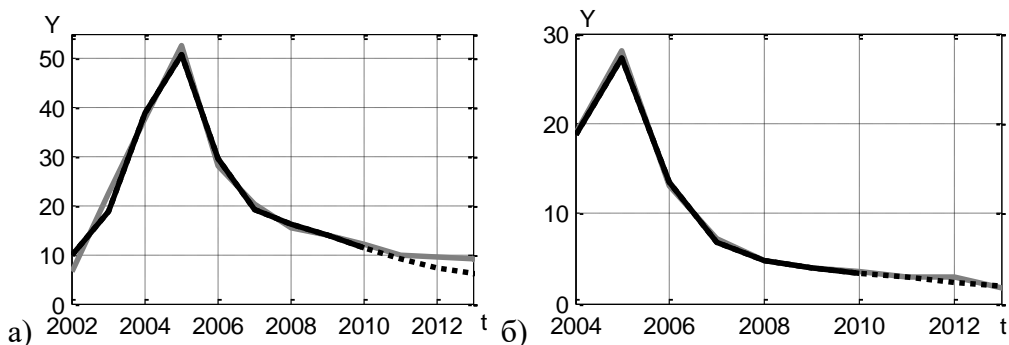


Рис. 7 - Производство газа на месторождениях, принадлежащих штату Техас (млн. куб. м в год) а) Amy upper morrow, б) Blanchard queen city

Для добычи газа на месторождениях штата Техас в 73% случаев модель Коши оказалась лучшей, а функция асимметрии Ричардса была лучшей в 61% случаев (рис. 8).

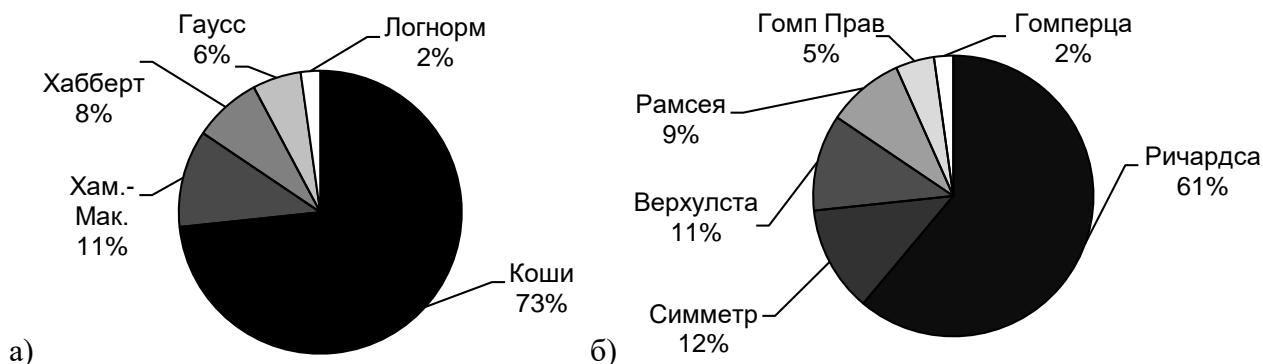


Рис. 8 – Доли лучших трендовых модели (а) и функций асимметрии (б) для добычи газа на месторождениях штата Техас

Учет функций, чей критерий качества превышает 0,9 от максимального (рис. 9) показал, что модель Коши позволяет точнее описать 88% случаев добычи, а функция асимметрии Ричардса лучшая для 93% случаев.

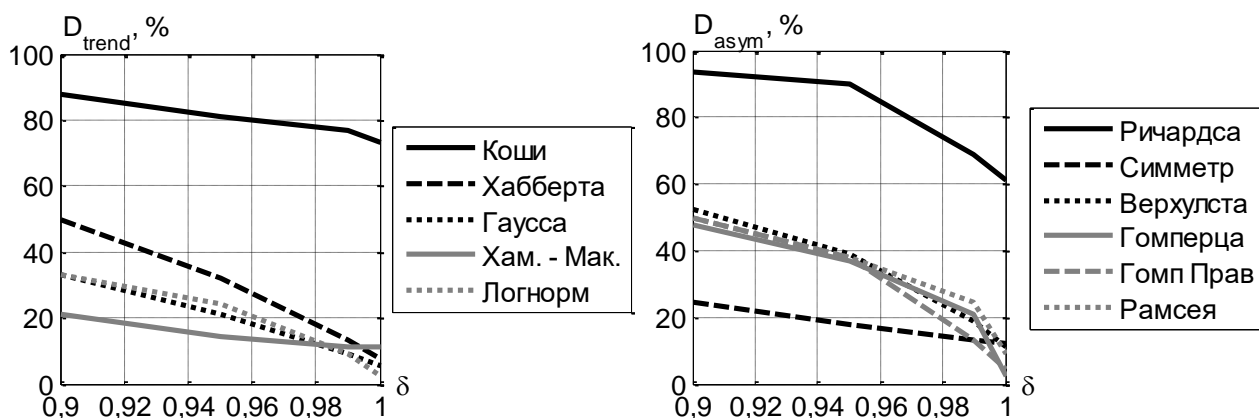


Рис. 9 – Зависимость долей наилучших моделей при описании добычи газа на месторождениях штата Техас от уровня  $\delta$

Полученные результаты подтверждают, что для добычи газа на отдельном месторождении лучшей также является модель Коши и асимметрия Ричардса.

#### 4. Заключение

Для выбора лучших моделей проведен представительный анализ данных добычи на 320 месторождений: 140 нефтяных месторождений ОАО НК Роснефть, 90 нефтяных и 90 газовых месторождений штата Техас.

Модель Коши показала себя лучшей при моделировании и прогнозировании добычи нефти на отдельных месторождениях в России и США в 74 – 79% случаев и не уступает лучшей модели более чем 0,9 от величины критерия в 88 – 93% случаев, что позволяет уверенно рекомендовать ее для описания добычи нефти и газа на отдельных месторождениях, как наиболее вероятную. Сравнивая проведенное исследование с известными ранее работами видно, что выбор наилучшей модели описания добычи зависит от уровня агрегирования исследуемых данных.



Среди функций, «настраивающих» асимметрию лучшим образом показала себя функция Ричардса. Она оказалась лучшей для 49 – 72 % случаев и не уступает наилучшей модели более чем 0,9 от величины критерия в 86 – 96% случаев, что так же позволяет считать ее наиболее подходящей для описания отдельных месторождений добычи нефти и газа. В [17] сделан такой же вывод о функциях Коши и Ричардса (с несколькими другими значениями процентов) без использования методики исследования устойчивости по тем же данным ОАО НК Роснефть.

Хорошее соответствие результатов, полученное для географически удаленных месторождений России и США, на большом объеме исследованных данных подтверждают общность и достоверность сделанных выводов и позволяют распространять полученные результаты на описание добычи нефти новых нефтегазовых месторождений, после прохождения пика добычи.

Таким образом, можно сделать вывод, что возможно проводить анализ (взвешенное моделирование и прогнозирование) динамики на отдельных месторождениях добычи нефти и газа. С большой долей уверенности этот анализ лучше начинать с пары моделей Коши-Ричардс. При получении результатов точности, существенно хуже приведенных в статье, можно для нефти обратиться к парам Хабберт-Ричардс и Хабберт-Рамсей, а для газа (здесь была доступны выборки только по Техасу) к – парам Хаммонда-Маккея-Ричардс и Хаммонда-Маккея -отсутствие функции, формирующей асимметрию.

### Литература

1. Sterman J.D., Richardson G.P., Davidsen P. Modeling the estimation of petroleum resources in the United States // *Technol Forecast Soc Change* V.33, 1988. P. 219 - 249.
2. Brandt A.R. Review of mathematical models of future oil supply: historical overview and synthesizing critique // *Energy* V.35, 2010. P. 3958-3974.
3. Семенычев В.К., Куркин Е.И. ARMA-моделирование уровня годовой добычи нефти из пласта и оценка геологического риска инвестиций в нефтегазодобывающей промышленности// *Вестник самарского муниципального института управления* N. 2, 2010. С. 7-15.
4. Hubbert M.K. Nuclear energy and the fossil fuels// *Amer petrol inst drilling & production practice. Proc. spring meeting, San Antonio, Texas.* 1956. P. 7-25.
5. Deffeyes K.S. *Hubbert's Peak*/ Princeton Univ. Press. 2001.
6. Chen Y.Q, Yuan Z.X. The Foundation and Application of Long-Normal-Distribution Predicting Model // *Acta Petrolei Sinica* V.18(2), 1997. P. 84–88.
7. Hammond GP, Mackay RM. Projections of UK oil and gas supply and demand to 2010 // *Applied Energy* V.44(2), 1993. P. 93–112.

8. Bartlett A.A. An analysis of US and world oil production patterns using Hubbert-style curves// *Mathematical Geology* V.32(1), 2000. P. 1-17.
9. Liu Ch., Zhu J., Wang Sh., Liu W. Oil production forecasts and their uncertainty analyses. // *Bulletin of Canadian petroleum geology* 2012; 60(3): 158-165.
10. Brandt A.R. Testing Hubbert// *Energy Policy* V.35(5), 2007. P. 3074-3088.
11. Wang J., Feng L., Zhao L., Snowden S., Wang X. A comparison of two typical multicyclic models used to forecast the world's conventional oil production// *Energy Policy* 2011; 39: 7616-7621.
12. Feng L, Hu Y, Hall Ch, Wang J. Possible Trends of Chinese Oil Supply Through 2030// *The Chinese Oil Industry. Briefs in Energy*. 2013. P. 47-69.
13. Mackay R.M., Probert S.D. Skewed-normal production-profile model and reverse-projection technique for resource and supply predictions// *Applied Energy* V.49(4). 1994. P. 343–367.
14. Семёнычев В.К., Семёнычев Е.В. Параметрическая идентификация рядов динамики: структуры, модели, эволюция: монография. - Самара: Изд-во «СамНИЦ РАН», 2011. - 364 с.
15. Семенычев Е.В., Куркин Е.И., Молостова П.А. Выбор модели колоколообразной формы для жизненного цикла добычи нефти и газа // *Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом* N8, 2012. С. 28-34.
16. Кожухова В.Н., Куркин Е.И., Семенычев В.К. Предложение модели Гомперца с правой асимметрией для предсказания добычи нефти// *Вестник Самарского муниципального института управления*, N. 2, 2013. С. 28 -33.
17. Semenychev V.K., Kurkin E.I., Semenychev E.V. Modelling and forecasting the trends of life cycle curves in the production of non-renewable resources// *Energy*, V.75 2014. P. 244-251.
18. Theil P, Wage S. Some observations on adaptive forecasting // *Management Science* V.10 1964. P. 21-62.
19. Семенычев Е.В., Куркин Е.И., Семенычев В.К. Мультимодельная оценка эволюции жизненного цикла при добыче невозобновляемых ресурсов // *Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом*. N10, 2014. С. 35-43.
20. Афанасьев В.Н., Семенычев Е.В. Критерии качества моделей экономической динамики// *Вестник Самарского муниципального института управления* N29, 2014. С. 7-17.

# CHOOSING OF PREFERRED CURVE-FITTING MODELS FOR ANALYSIS OIL AND GAS EXTRACTION ON SEPARATE FIELDS

Valery Konstantinovich Semenychev<sup>1</sup>, Dr. Tech. Sci., Dr. Econ. Sci.

Evgenii Igorevich Kurkin<sup>1,2</sup>, PhD,

Evgenii Valerievich Semenychev<sup>3</sup>, PhD,

Vladislava Olegovna Sadykova<sup>2</sup>

<sup>1</sup> MBEE HE «Samara Academy of State and Municipal Management»,

<sup>2</sup>Samara State Aerospace University (SSAU)

<sup>3</sup> V.I. Vernadsky Crimean Federal University

Tel. (846) 205-73-03, E-Mail: 505tot@mail.ru

**Abstract.** The investigation of the most common curve-fitting models of oil extraction - Hubbert, Cauchy (Kapitza), Gauss, Hammond-Mackey and lognormal distribution model was done. The possibility of taking into account the asymmetry of the production curve was showed with help of Verhulst, Richards, Ramsey, and Gompertz Gompertz right asymmetry logistics functions. The criteria of the curve-fitting model selection for best analysis (accuracy modeling and forecasting) of production was submitted. Share of the best models for the analysis of 140 oil fields of Rosneft, 90 oil fields and 90 gas fields in Texas was determined. It is shown that in contrast to the macro level, where is recognized Hubbert model, to describe the individual fields are the best model is the trend of the Cauchy function asymmetry Richards. A good agreement between the results obtained for geographically distant fields in Russia and the US and a large amount of data studied, allows us to extend the methodology and obtained results for the description of new oil and gas fields after the peak of production.

**Keywords:** extraction, oil, gas, curve-fitting model, criterion.